
УДК 621.181

Е.В. БОГДАН, магистрант (БНТУ)
Н.Б. КАРНИЦКИЙ, д.т.н., профессор (БНТУ)
г. Минск

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ПГУ В БЕЛАРУСИ В УСЛОВИЯХ ВВОДА АЭС

Использование природного газа в парогазовом цикле на основе современных газовых турбин позволяет существенно повысить экономичность и удовлетворить возрастающие требования по экологии и выработке электрической и тепловой энергии. Технично-экономические показатели современных ГТУ и ПГУ достаточно высоки: КПД ГТУ мощностью 265 – 310 МВт достигает 38 – 39%, а КПД ПГУ на их основе ~ 58 – 60% [1]. Учитывая прогнозируемую структуру топливного баланса в электроэнергетике Республики Беларусь, где доля использования природного газа к 2020 г. после ввода АЭС составит порядка 60-70%, предпочтение отдано применению наиболее эффективных и экологически чистых парогазовых установок (ПГУ). В настоящее время установленная мощность энергосистемы Республики Беларусь составляет 10048 МВт. Основное производство электрической и тепловой энергии в республике осуществляется на 13 наиболее крупных (базовых) ТЭС, использующих для производства электроэнергии органическое топливо. Ввод в структуру генерации объединенной энергосистемы Беларуси атомной электростанции является значимым событием, которое должно сопровождаться изменениями в структуре действующей генерации в части режимных и экономических аспектов.

Для выравнивания суточного графика потребления электрической энергии и регулирования нагрузок в ОЭС Беларуси подготовлен комплекс мер по интеграции Белорусской АЭС в энергосистему Республики Беларусь, предусматривающий в том числе сооружение пиково-резервных энергоисточников на базе ГТУ либо ГПА. Особо остро встает вопрос о совместной работе статичного и неманевренного атомного энергоблока совместно с существующими блоками. После ввода в эксплуатацию первого и второго энергоблоков атомная станция будет покрывать до 40% потребности республики в электроэнергии. Это потребует резкого изменения режимов работы других генерирующих источников и обострит проблему резервирования мощностей и прохождения минимальных нагрузок энергосистемы. При этом наиболее целесообразным было бы использование высокоманевренных парогазовых установок для покрытия пиков и компенсации провалов в условиях ввода Белорусской АЭС. За

последнее десятилетие в Республике Беларусь реализован ряд проектов реконструкции или установки новых генерирующих мощностей на основе парогазовых установок [2]. В настоящее время завершены пусконаладочные работы по реконструкции Гродненской ТЭЦ-2, Минской ТЭЦ-3, Минской ТЭЦ-5. Ряд других проектов на разной стадии завершения приведен в табл. 1.

Таблица 1

Стадия	Наименование объекта	Установленная мощность, МВт	Годовая выработка электроэнергии, млн кВт·ч	Ожидаемый удельный расход топлива на выработку электроэнергии гу.т./кВт·ч	Год ввода в эксплуатацию
Строительство и ввод в эксплуатацию	Лукомльская ГРЭС (ПГУ)	427	2400	232,3	2014
	Березовская ГРЭС (ПГУ)	427	2400	323,3	2014
	РК-3 в г. Борисове (ПГУ)	65	504,4	171,7	2014
Обоснование инвестиций, архитектурный проект	Могилевская ТЭЦ-1 (ГТУ)	25	157,6	162,8	2015
	Гомельская ТЭЦ-1 (ПГУ)	29	205,5	156,0	2015
Обоснование инвестиций, финансирование	Витебская ТЭЦ (ПГУ)	150 (70)	914,9	155,4	До 2020
	Новополоцкая ТЭЦ (ГТУ)	150	105	320	До 2020
	Минская ТЭЦ-5 (ГТУ)	250	175	320	До 2020

Производители импортных ПГУ/ГТУ крайне заинтересованы в заключении контрактов на долгосрочное сервисное обслуживание

оборудования: опыт эксплуатации газовых турбин зарубежных производителей свидетельствует, что иномфирмы нередко занижают стоимость поставляемой техники, одновременно в обязательном порядке заключая дорогостоящие контракты на долгосрочное сервисное обслуживание. Зарубежные генеральные подрядчики сооружения ПГУ «под ключ» на ТЭС стран мира (компании Джeneral Электрик, Сименс и др.) на каждый миллиард долларов США стоимости контракта с генерирующей компанией как правило заключают с нею же долгосрочный контракт на сервисное обслуживание оборудования ПГУ стоимостью ~2 млрд. долларов. С учётом того, что назначенный ресурс ГТУ составляет 100 тыс. ч (~ 15 лет), а возможность длительной работы оборудования без технического обслуживания – не менее 25 тыс. ч, столь высокий уровень стоимости сервисного обслуживания импортных газовых турбин может стать тяжёлым бременем [3]. Сейчас определенные типы инспекций газовых турбин начали осуществлять отечественные предприятия, в частности, ОАО "Белэнергоремналадка". Также на данный момент Российская Федерация с фирмой Сименс прорабатывает вопрос совместного производства оборудования для ПГУ, что в случае положительного исхода было бы также приемлемым вариантом для нашей страны в вопросах сервисного обслуживания эксплуатируемых ПГУ.

В целом, активное внедрение в белорусскую энергосистему парогазовых технологий способствовало повышению эффективности сжигания природного газа и позволило добиться высоких показателей работы энергоблоков. На данный момент Республика Беларусь занимает первое место среди стран СНГ по удельному расходу топлива на выработку электроэнергии, сейчас эта цифра равняется 232,1 г у.т. / кВт·ч. ГТУ характеризуются высокой маневренностью, что особенно важно в условиях ввода АЭС. При этом можно рассматривать парогазовые установки в качестве резерва при вводе Белорусской АЭС.

Список литературы:

1. Неуймин, В. М. Достоинства и недостатки одно- и многовальных парогазовых установок / В. М. Неуймин, В. С. Рабенко // Надежность и безопасность энергетики, 2009. – № 3. – С. 39 – 47.

2. Богдан, Е. В. Парогазовые установки. Внедрение в Белорусскую энергосистему/ Е.В. Богдан, Н. Б. Карницкий // Электроэнергетика глазами молодежи: труды VI международной молодежной научно-технической конференции. 9–13 ноября 2015, Иваново. – В 2 т. Т. 2. – Иваново: ФГБОУ-УВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», 2015. – С. 299–300.

3. Ильин, Е. Т. Особенности выбора газовых турбин для ТЭЦ России / Е.Т. Ильин, В. М. Неуймин // Надежность и безопасность энергетики, 2008. – № 2. – С. 39 – 44.